

企业应用

渤海 Q 油田定位密封预应力对注水管柱的影响

戚亚东, 方 涛, 尚宝兵, 赵顺超, 周玉刚, 吴华晓

(中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459)

摘要: 针对渤海 Q 油田注水管柱因管柱定位密封预应力施加不合理而导致密封失效及管柱安全问题, 以 Q 油田 X1 井为例, 采用 Landmark 软件建立注水井井筒管柱模型, 模拟分析 X1 井在注入过程中的管柱伸缩量和对定位密封施加不同预应力后管柱的力学行为变化。研究表明, 根据不同井斜科学地施加定位密封预应力能够降低管柱密封失效的风险。该研究成果可为渤海 Q 油田注水管柱合理施加定位密封预应力提供理论支撑。

关键词: 注水管柱; 定位插入密封; 屈曲变形; 密封失效; 预应力

中图分类号: TE21; TE242 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2025)10-0236-06

注水可以维持地层压力, 注够水、注好水、精细注水是保证油田持续、稳定、高效开发的重要手段^[1]。注水管柱是油田实施注水的基础, 渤海 Q 油田注水井采用插入密封的管柱结构, 在实际注水过程出现了注水管柱泄露问题, 影响了注水效果和注水安全。

针对上述问题, 一些学者针对注水管柱泄露问题开展相关研究。张辉等^[2]通过对渤海某区域注水井管柱泄露统计分析, 将管柱泄露的原因总结为顶部封隔器在动管柱作业过程中造成内部密封筒磨损从而导致注水管柱密封性能降低等原因。杨子等^[3]认为部分老井或多次修井后的注水管柱插入密封对应的密封筒密封因为反复的摩擦受损导致管柱密封失效。龚宁等^[4]分析了注水管柱在注入过程中由活塞效应、鼓胀效应、温度效应及摩阻效应共同作用引起的注水管柱变形, 管柱伸缩变形导致插入定位密封拔出顶部封隔器密封筒, 进而引起管柱密封失效。陈彦超^[5]指出由于动管柱作业造成封隔器密封胶筒发生损坏, 使得插入密封和密封筒配合不严导致密封失效引起注水管柱泄露。韩耀图等^[6]认为注水管柱的变形和注水管材的结垢腐蚀是注水井管柱泄露的两大主要原因, 指出密封工具的疲劳损害是管柱泄露的原因之一。上述学者通过理论分析和现场调研两方面阐述了注水井管柱泄露的原因。

管柱在在井眼中轴向压力会使管柱屈曲加剧^[7], 这也说明管柱的初始状态对管柱有着较大的影响, 当完井时, 定位密封插入顶部封隔器施加向下的轴向力过大, 也就是说管柱在初始阶段受到过大的轴向压缩力, 后期管柱在注入或者生产过程中, 受到温度、压力、排量等因素的影响会更容易发生管柱屈曲, 导致管柱失效; 若位密封插入顶部封隔器施加向下的轴向力过小, 后期管柱受到环境因素的影响, 管柱将发生收缩, 当向下的压缩力不足以抵抗其收缩时, 管柱将移除密封筒, 最终导致管柱密封失效。目前修井过程中定位密封插入顶部封隔器施加向下的轴向力主要靠经验, 还没有形成针对不同井型进行量化。本文从现场作业的角度出发, 通过模拟研究将定位密封预应力在作业工程中量化, 合理的预应力可以保障注水管柱在注入过程中管柱密封和安全问题。本文研究了在不同井身结构下对定位密封施加的预应力大小合理值(预应力为管柱下压力, 下文统一用英文字母 T 表示), 为渤海 Q 油田注水井现场实施阶段定量化施加定位密封预应力提供了理论依据。

1 井筒模型

渤海 Q 油田 X1 井注水井在注入过程中出现管柱定位密封处密封失效, 环空压力一直跟随着注入压力变化, 环空压力维持在 10 MPa 左右, 图 1 为该

收稿日期: 2024-04-18

作者简介: 戚亚东(1989—), 男, 四川阆中人, 工程师, 硕士, 研究方向为采油工程方案设计及井筒管柱工艺; 方涛(1988—), 男, 四川安岳人, 硕士, 工程师, 研究方向为采油工程方案设计; 尚宝兵(1988—), 男, 山东青岛人, 硕士, 工程师, 研究方向为采油工程方案设计; 赵顺超(1986—), 河北唐山人, 硕士, 工程师, 研究方向为采油工程方案设计; 周玉刚(1994—), 山东潍坊人, 硕士, 工程师, 研究方向为采油工程方案设计; 吴华晓(1981—), 浙江乐清人, 硕士, 工程师, 研究方向为采油工程方案设计。

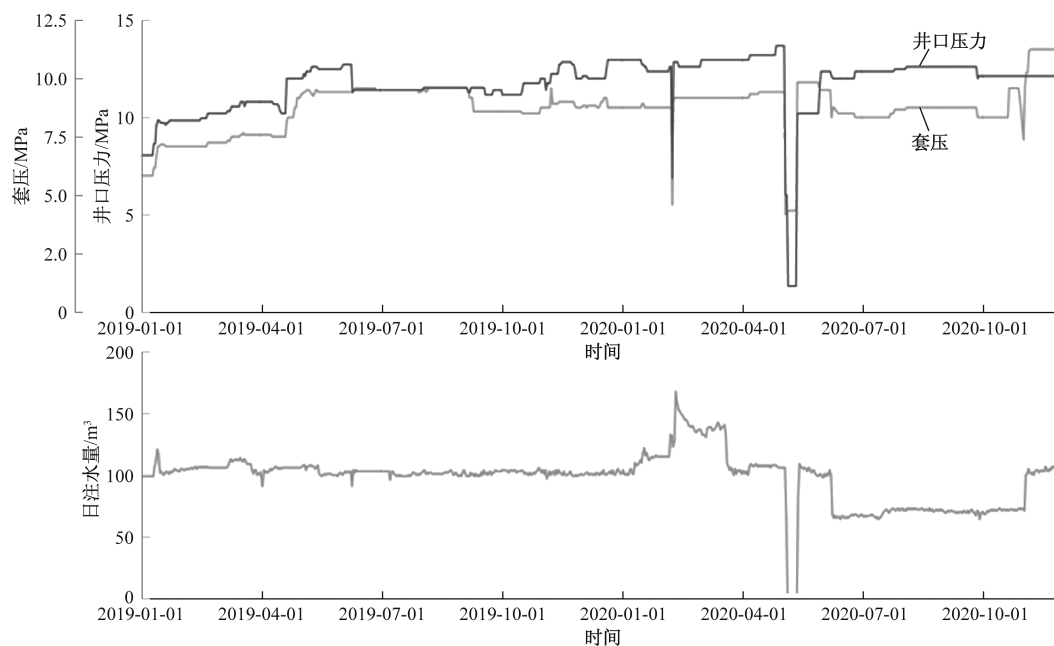


图 1 X1 井注入参数

井 2019—2020 年注入压力和排量监测数据,以 X1 井的井身结构和注入参数为基础开展研究。

X1 井井身结构如图 2 和表 1 所示,注水管柱组合如图 3 所示,管柱下深 3 529.06 m,注水管柱的 5"定位密封位置 3 490 m,定位密封(图 3)由定位部分和插入部分组成^[8-9],定位部分长度为 0.5 m 左右,密封部分有效密封部分为 0.5~1 m,不同型号的定位密封定位部分和密封部分会有所不同,当定位密封的有效密封部分由于管柱收缩抬出密封筒后,将导致注水管柱密封失效。顶部封隔器内部带有密封筒,与注水管柱的定位密封配合形成密封。

采用 landmark 软件对 X1 井井身结构进行受力分析模型建立,图 4 为软件建立的模型,X1 井定位密封位置 3 490 m,定位密封处井斜 41°。在该模型的基础上对 X1 井在注入过程中开展管柱力学行为研究。

2 X1 井注水管柱分析

管柱在注入过程中因为虎克定律效应、屈曲效应、鼓胀效应、热效应的影响,会让管柱产生不同程度的伸缩^[10-15],X1 井实际注入温度 60 °C,注入压力为 10 MPa,按照图 1 所建立的模型进行模拟计算分析。通过模拟分析结果(图 5)可知,在该井实际注入工况下,虎克定律效应产生管柱收缩 1.008 m,屈曲效应产生管柱收缩 -0.036 m,鼓胀效应产生管柱收缩 0.335 m,热效应产生管柱伸长 0.242 m,最终注水管柱表现为总的收缩量为 1.136 m。

2.1 不同预应力下 X1 井伸长量

通过上文可知,X1 井在注水工况下,在对定位



图 2 定位密封结构实物

表 1 X1 井身结构

套管尺寸/in	磅级/(lbs·ft ⁻¹)	钢级	下深/m
30"	309.7	X-52	96
20"	106	K-55	535.46
13-3/8"	68	N-80	2 000.52
9-5/8"	47	N-80	3 844.44
7"	47	N-80	4 732.91

注:1 in=25.4 mm; 1 lbs/ft=1.488 kg/m。

密封不施加预应力的情况下管柱会产生 1.136 m 的收缩量,在对定位密封插入密封筒后,分别施加 1 t、3 t、5 t、7 t、9 t 向下的预应力后,通过模拟后的结果(图 6)可知,管柱的收缩量由未施加预应力时的 1.136 m 缩短为 0.231 m。由此可见,下注水管柱到为以后,对定位密封施加向下的预应力在可以有效防止注水管柱过度收缩,导致定位密封抬出密封筒,从而引起管柱密封失效。

2.2 不同预应力下 X1 井管柱屈曲

通过对定位密封别施加 1 t、3 t、5 t、7 t、9 t 向

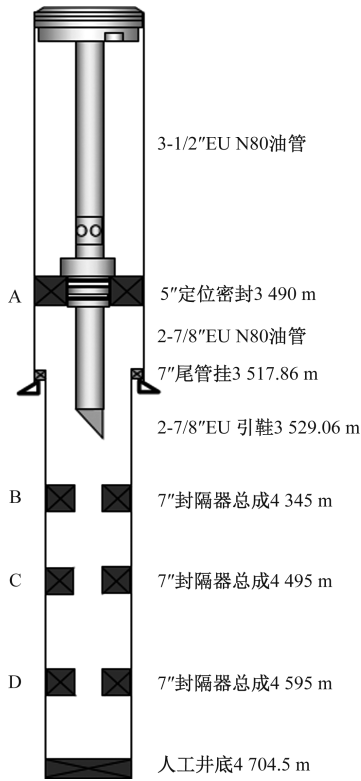


图 3 注水管柱结构示意图

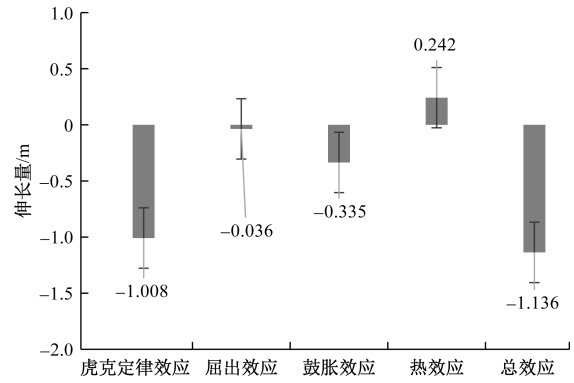


图 5 X1 井在注入过程中的管柱伸缩量

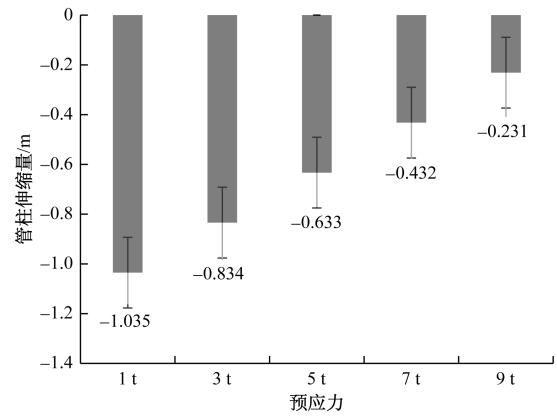


图 6 对定位密封施加不同预应力后 X1 井管柱伸缩量

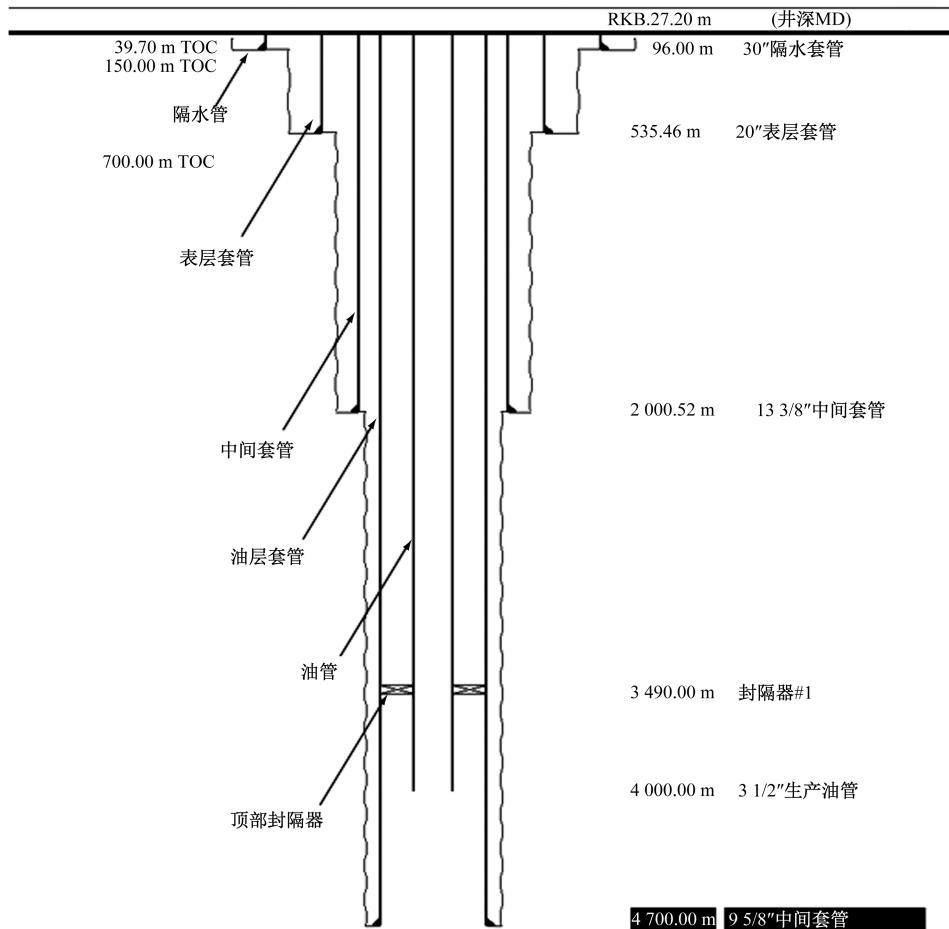


图 4 X1 井 Landmark 模型

3.1 井斜 0°~30°时管柱受力

在井斜 0°时,在 Q 油田的注入工况下注水管柱在封隔器上部管柱 2 743.20~3 490 m 段发生螺旋屈曲,是因为井斜角对临界屈曲力的影响比较大,有研究表明随着井斜角的增大,临界屈曲力也随之变大^[19]。因此在井斜 0°的注水井不适合对定位密封施加额外的预应力,这样会加剧管柱屈曲效应。如表 3 所示。

随着井斜的增大,通过软件模拟(图 8)发现,在 Q 油田的注入工况下,10°以内井斜在 2 743 m 以下井段会发生螺旋屈曲,20°以内井斜会在 3 048 m 以下井段发生螺旋屈曲,30°以内井斜会在 3 352 m 以下发生螺旋屈曲,即是说在井斜 30°以内在不施加预应力的情况下注水管柱在注入工况下就会发生管柱螺旋屈曲。超过 30°的井斜在注入过程中不发生螺旋屈曲。

表 3 井斜 0°时注水井在注水过程中管柱的屈曲状态

井深 MD/m	轴向力/kN	屈曲类型
2 133.600	68.394	无屈曲
2 438.400	27.025	无屈曲
2 743.200	-14.409	螺旋屈曲
3 048.000	-58.124	螺旋屈曲
3 352.800	-109.828	螺旋屈曲
3 489.960	-134.653	螺旋屈曲
3 490.020	-62.239	无屈曲
3 589.960	-75.811	无屈曲

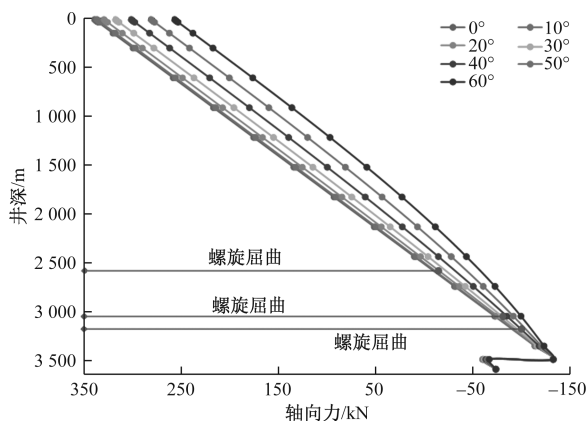


图 8 0°~30°井斜注水井在注水过程中管柱螺旋屈曲井段

3.2 井斜 60°时管柱受力

在井斜 60°时,通过软件模拟结果(表 4)可知,在未对定位密封施加预应力时,在注入工况下管柱收缩 0.778 m,随着定位密封预应力的增加,管柱收缩量逐渐降低,在预应力达到 8 t 时,管柱在注入过程中收缩量为 0,在预应力达到 9 t 时,注水管柱发生了螺旋屈曲。

表 4 井斜 60°时注水井在注水过程中管柱的屈曲状态

定位密封 预应力	管柱收缩量/ m	屈曲长度/ m	屈曲类型
0 t	-0.778	1 064	正弦屈曲
1 t	-0.677	1 068	正弦屈曲
3 t	-0.476	1 071	正弦屈曲
5 t	-0.273	1 074	正弦屈曲
7 t	-0.055	1 078	正弦屈曲
8 t	0.000	1 082	正弦屈曲
9 t	0.000	1 190	正弦屈曲+螺旋屈曲

3.3 井斜 90°时管柱受力

将井斜从 60°增加到 90°时,通过模拟结果(表 5)可以看出,在定位密封预应力增加到 7T 时,管柱在注入过程中收缩量为 0,即能达到很好的防止管柱收缩,在预应力超过 7T 后管发生了螺旋屈曲。

表 5 井斜 90°时注水井在注水过程中管柱的屈曲状态

定位密封 预应力	管柱收缩量/ m	屈曲长度/ m	屈曲类型
0 t	-0.702	1 947	正弦屈曲
1 t	-0.602	1 952	正弦屈曲
3 t	-0.400	1 957	正弦屈曲
5 t	-0.196	1 966	正弦屈曲
7 t	0.000	1 978	正弦屈曲
8 t	0.000	2 022	正弦屈曲+螺旋屈曲
9 t	0.000	2 067	正弦屈曲+螺旋屈曲

4 结论

通过在海上 Q 油田实际注入工况下,研究了 X1 井为在注入过程中管柱伸缩量以及定位密封预应力对 X1 井管柱伸缩量的影响,结合海上实际进一步在 X1 井的基础上研究了 Q 油田注水井在不同井斜下,预防注水管柱过度收缩对定位密封所施加的最佳预应力,得出了以下结论。

(1)X1 井在实际注入工况下,管柱收缩量达 1.035 m,是注水管柱在注入过程中密封失效的主要原因,在对定位密封施加预应力 1~7 t 后,管柱收缩量从 1.035 m 降低至 0.432 m,管柱收缩率降低了 58.3%,防止管柱收缩效果明显。

(2)随着定位密封施加预应力的增加,虽然注水管柱收缩量会随之降低,但是超过一定值后,管柱会发生螺旋屈曲,X1 井在预应力达到 9 t 时管柱就已经发生了螺旋屈曲,为保证管柱安全,施加预应力不能超过管柱的螺旋屈曲极限。

(3)Q 油田 30°井斜以下的注水井在注入过程中即使不对定位密封施加向下的预应力管柱就会

发生螺旋屈曲,30°井斜以下的注水井不适合对定位密封施加预应力。

(4)保证管柱在不发生螺旋屈曲的情况下收缩量最小,推荐 Q 油田 30°~60°井斜的注水井最大安全定位密封预应力为 7 t,60°~90°井斜的注水井最大安全定位密封预应力为 5T。

参考文献

- [1] 刘合,裴晓含,罗凯,等. 中国油气田开发分层注水工艺技术现状与发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 733-737.
- [2] 张辉,王瑞祥,毕闯,等. 渤海区域注水井环空带压原因浅析及应对措施[J]. 石化技术, 2018, 25(6): 160-161.
- [3] 杨子,刘国振,龙江桥,等. 海上油田注水井分注管柱密封模块失效及对策研究[J]. 石油矿场机械, 2019, 48(4): 24-29.
- [4] 龚宁,贾立新,李进,等. 注入条件下注水井环空带压原因分析及对策[J]. 石油机械, 2018, 46(11): 91-96.
- [5] 陈彦超. 注水井油套环空带压影响因素分析及对策[J]. 化学工程与装备, 2020(9): 138-139.
- [6] 韩耀图,张启龙,李进,等. 渤海油田注水井油套带压问题探析[J]. 石油机械, 2020, 48(7): 67-73.
- [7] 陈科,任俊松,丁亮亮,等. 深层水平井机械密封过程力学精细描述[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(32): 13811-13817.
- [8] 安中望,李晓林,张佳宁. 油管插入密封的实用性改造设计[J]. 船海工程, 2017, 46(5): 134-137.
- [9] 刘华伟,徐国雄,李孟超. 海上油田隔离密封性能优化研究及应用[J]. 石油矿场机械, 2017, 46(4): 56-60.
- [10] 季公明,郭宏峰,杜晓霞,等. 插入式封隔器注水管柱力学及蠕变规律研究[J]. 石油矿场机械, 2021, 50(3): 1-7.
- [11] 汪润涛. 分层注水管柱失效分析与评估[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
- [12] 石小磊,黄文君,高德利. 深水条件下高温气井井口抬升的螺旋屈曲效应[J]. 石油机械, 2019, 47(9): 63-69.
- [13] 姜明明,樊建春,马洪刚. 深水油气生产中温度对油管柱变形的影响研究[J]. 石油机械, 2011, 39(9): 37-406.
- [14] 孙爱军,徐英娜,李洪渊,等. 注水管柱的受力分析及理论计算[J]. 钻采工艺, 2003, 26(3): 55-57.
- [15] 崔玉海,唐高峰,丁晓芳,等. 注水管柱中温度效应的分析与计算[J]. 石油钻采工艺, 2003, 25(2): 50-54.
- [16] 张强,蒋豹,崔巍,等. 垂直井筒内悬挂管柱屈曲演变有限元分析[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2019, 43(4): 151-158.
- [17] 练章华,牟易升,刘洋,等. 高温高压超深气井油管柱屈曲行为研究[J]. 天然气工业, 2018, 38(1): 89-94.
- [18] 张强,蒋豹,崔巍,等. 悬挂管柱正弦向螺旋屈曲转变时的临界载荷研究[J]. 振动与冲击, 2019, 38(7): 105-111.
- [19] 夏辉. 基于屈曲理论的定向井管柱安全性分析[D]. 西安: 西安石油大学, 2013.

Influence of Prestress of Locating Seal on Injection String in Q Oilfield of Bohai Sea

QI Yadong, FANG Tao, SHANG Baobing, ZHAO Shunchao, ZHOU Yugang, WU Huaxiao

(Tianjin Branch of CNOOC (China) Limited, Tianjin 300459, China)

Abstract: In order to solve the seal failure and string safety problems caused by unreasonable application of prestress on the positioning seal of the injection pipe string in Q Oilfield of Bohai Sea, the wellbore string model of the injection well was established by using Landmark software to simulate and analyze the string expansion during the injection process of well X1 and the mechanical behavior changes of the pipe string after different prestress was applied to the positioning seal. The results show that the scientific application of positioning sealing prestress according to different well inclines can reduce the risk of pipe seal failure. The research results can provide theoretical support for the rational application of positioning sealing prestress to the waterflood string in Q oilfield.

Keywords: water injection string; positioning insert seal; buckling deformation; seal failure; prestress